

容量市場について

2024年10月30日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 本日はまず、2024年9月10日に開催された第83回広域系統整備委員会において2029年度の系統混雑に関する中長期見通しが報告されたことを踏まえ、ノンファーム電源の取扱いについて御議論をいただきたい。
- 次に、追加オークションの実施判断までに行われた市場退出ペナルティに関する減免条件の在り方について、前回の本作業部会における御議論を踏まえて整理を行ったので御確認をいただきたい。

ノンファーム電源の取扱い

追加オークションの実施判断までに行われた市場退出ペナルティの取扱い

ノンファーム電源のこれまでの取扱い

- 容量市場におけるノンファーム電源の参加可否については、これまで、広域系統整備委員会における中長期の混雑想定に基づいて決定してきている。
- 2028年度実需給向けオークションまでは、昼間ピーク需要及び点灯ピーク需要の混雑想定結果を確認しながら、ノンファーム電源の容量市場への参加を妨げるものではないと整理してきた。

第85回 制度検討作業部会
資料4（2023年10月13日）

2028年度実需給向けオークションにおけるノンファーム電源の取扱い

- 2023年9月22日に開催された第70回広域系統整備委員会において、2028年度の系統混雑の想定結果が取りまとめられた。
- 2028年度のピーク需要断面において発生する系統全体の混雑想定量は、2027年度を対象としたものよりも減少する結果となった（昼間ピーク断面と点灯ピーク断面のうち、基幹系統とローカル系統の合計混雑量の大きいいずれかの断面において、2028年度：226MW [点灯ピーク断面]、2027年度：438MW [点灯ピーク断面]）。
- 2027年度実需給向けメインオークションにおけるノンファーム型接続が適用される電源の取扱いは、2027年度における系統混雑想定結果に基づき、参加を制限するものではないと整理されている。
- 2028年度の混雑想定量が2027年度よりも減少していることを踏まえ、2028年度実需給向けメインオークションにおいても、引き続きノンファーム型接続が適用される電源の参加を制限するものではないと整理することとしてはどうか。
- なお、ノンファーム電源の接続を踏まえた各電源の供給力の取扱いについては、引き続き電力広域的運営推進機関や関連の委員会等と連携し、検討を行うものとする。

第72回 制度検討作業部会
資料5（2022年11月30日）

実需給2027年度向けオークションにおける扱い

- 第63回 広域系統整備委員会（2022年9月21日）においては、2027年度における系統混雑想定結果の取りまとめが示され、ピーク需要断面で混雑が見込まれる設備は基幹系統で2箇所、ローカル系統で3箇所であった。
- 第79回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年11月22日）においても基幹系統の混雑想定の結果をベースとした供給信頼度への影響について分析を行い、H3需要に対して0.06%程度、九州エリアで0.49%程度となった。一方で、現在手法では時間断面毎の混雑量を精緻に算定できないといった課題も示され、また系統混雑を考慮して供給力を追加で確保する場合、供給力立地の地域選定の必要性やその調達方法等の継続的な検討が必要となるといった課題が示された。
- ノンファーム型接続が適用される電源を2027年度実需給向けの容量市場メインオークションで参加可能とするかどうかについて、現時点の必要供給力想定の検討状況を鑑みると参加を制限するものではないと考えられるのではないか。また、目的に応じた系統混雑の評価方法や対応の課題については、引き続き検討を進めることとしてはどうか。

【参考】ノンファーム型接続の適用について

系統の接続および利用ルールについて
～ノンファーム型接続～
(2024年7月1日 更新)

ノンファーム型接続が適用される系統と適用される電源

- 2023年4月1日以降に接続検討の受付を行った案件は、接続先の電圧階級や空き容量の有無に関わらず、原則としてノンファーム型接続適用電源※¹（以下、「ノンファーム電源」という。）となり、混雑※²時の出力制御を前提※³に、既存のネットワーク設備への接続に必要なアクセス線を整備の上で※⁴、すみやかな連系が可能です。
- なお、配電系統の送配電設備（配電用変圧器含む）の空き容量が不足する場合は、当該設備の増強工事が必要となります。

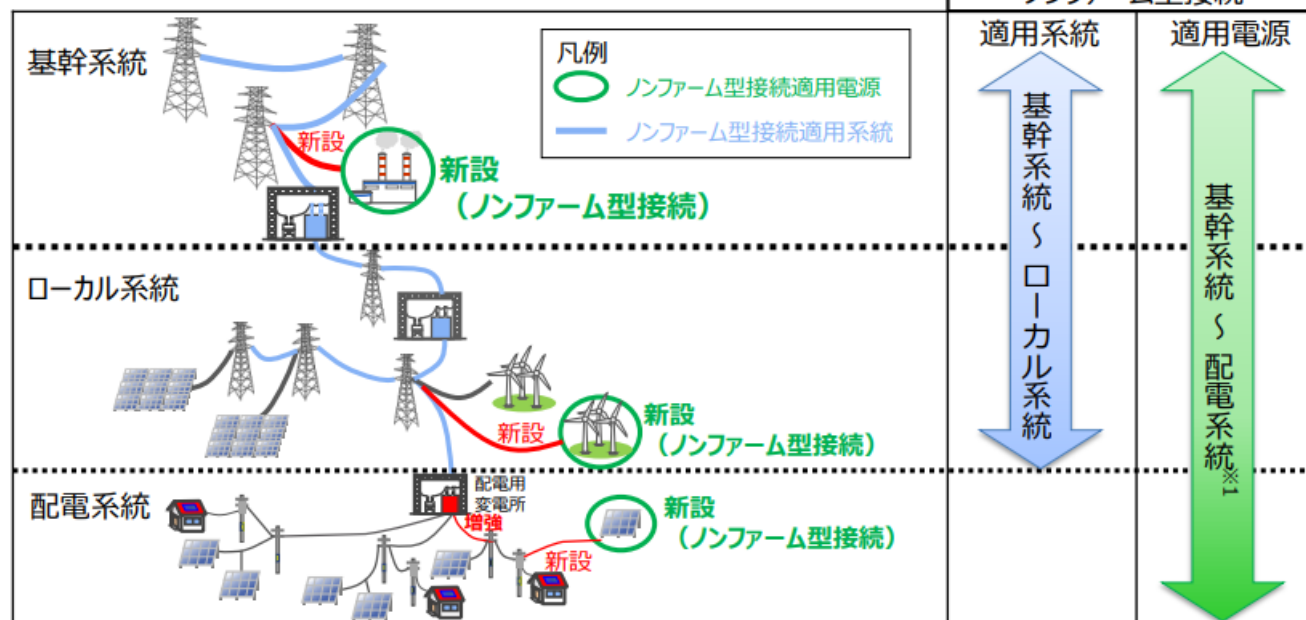
系統アクセス全体の流れについては「発電設備等系統アクセスの流れ」をご確認ください。

※¹ 需要変動の影響を受け、出力予測や制御が困難な10kW未満の低圧を除く

※² 混雑：送電線や変圧器等の送変電設備において、潮流が運用容量を超過する又は超過するおそれがある状況

※³ 接続先の設備が混雑していない場合でも、出力制御が必要となる可能性があります（上位設備の混雑に影響する場合など）。また、連系時には混雑がない場合であっても、その後の状況変化により新たな混雑が生じた場合などは出力制御が必要となる可能性があります。

※⁴ 他者が整備したアクセス線に連系する場合などは、そのアクセス線に連系するために新規で構築する送電線に加え、既設系統までの整備済のアクセス線の増強が必要となる場合があります（P9・10参照）



2029年度断面における混雑想定結果

- 2024年9月10日に開催された広域系統整備委員会では、**2029年度断面の混雑想定結果が公表**された。
- 2028年度までの混雑想定結果に比べると(*1,*2)、昼間ピーク需要断面の合計では大きな混雑量が見込まれ、点灯ピーク需要断面の合計では小さな混雑量が見込まれている。

＜最近の混雑想定結果（対象2027年度～）＞

（単位：万kW）

	対象年度	公表時期 (広域系統整備委員会)	昼間ピーク需要断面			点灯ピーク需要断面		
			合計	基幹	ローカル	合計	基幹	ローカル
最新	2029年度	2024/9/10	以前より大きい 56.9	56.6	0.3	以前より小さい 20.4	0.0	20.4
	2028年度	2023/9/22	21.6	6.9	14.7	22.6	3.2	19.4
	2027年度	2022/9/21	2.2	0.0	2.2	43.8	42.9	0.9

*1：2024年9月10日に開催された広域系統整備委員会の資料における出力制御電力という表現を2028年度想定までの想定結果における混雑量と同義のものと扱って比較対象としている。

*2：2024年4月10日に開催された広域系統整備委員会では2029年度以降の混雑想定方法が見直され、8,760時間断面での評価が考慮されることとなった。一方、2028年度までの混雑想定との比較を行ううえでは、これまで同様に昼間ピーク需要と点灯ピーク需要の各断面での出力制御電力が提示されている。

【参考】2029年度における全国の混雑想定結果

第83回 広域系統整備委員会
資料3 (2024年9月10日)

2029年度における全国の混雑状況（昼間ピーク／点灯時間帯）

27

- 全国のピーク需要断面では、最大※¹で約57万kW（当該需要の約0.4%※²）の出力制御電力の見通しであり、2028年度の想定結果（約22万kW）よりも約35万kW増となる見通し。
- また、足元で予備率最小となる点灯時間帯（16:00～20:00）では、最大※³で約20万kW（当該需要の約0.2%※²）の出力制御電力の見通しであり、2028年度の想定結果（約23万kW）と同程度。

エリア	ピーク需要における出力制御電力※ ¹ （万kW）			点灯帯の最大出力制御電力※ ³ （万kW）		
		混雑系統内訳			混雑系統内訳	
		基幹	ローカル		基幹	ローカル
全国	56.9	56.6	0.3	20.4	0.0	20.4
北海道	0.3	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
東北	0.0	0.0	0.0	20.4	0.0	20.4
東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
北陸	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
関西	56.6	56.6	0.0	0.0	0.0	0.0
中国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
四国	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
九州	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
沖縄	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

※¹ 全国総需要（沖縄除く）の最大需要を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

※² あくまでも発電計画に対して出力制御されるものであり、系統制約により発電が制限される予備力の制限量を示すものではないことに留意

※³ 点灯時間帯における最大出力制御量を上位から3日選択し、各日の出力制御量（万kW）を平均した値

【参考】 2028年度における全国の混雑想定結果

第70回 広域系統整備委員会
資料3 (2023年9月22日)

3. 2028年度時点のピーク需要断面における系統混雑想定結果（混雑系統、混雑量） 8

- 基幹系統では、昨年度に混雑が確認された九州エリアは運用対策等※¹により解消される見込みである。一方、東北エリアにて新たに混雑が見込まれる箇所が追加となった。
- ローカル系統では、運用対策等※¹により昨年度から混雑が解消される一方で、東京・東北エリアにて混雑が想定される箇所が追加となった。
- なお、ピーク需要断面において発生する系統全体の最大の混雑想定量※²は、昨年度の想定結果と比べて減少することを確認した。

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備 名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東北	275/ 154	A変電所	354/285	69	風力の連系増加	317/285	32	風力の連系増加

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備 名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
東京	154	C線	343/328	15	風力の連系増加	343/328	15	風力の連系増加
		D線	258/247	11	太陽光の連系増加	—	—	—
東北	154	A線	853/732	121	風力の連系増加	915/732	179	風力の連系増加

【参考】2027年度における全国の混雑想定結果

第63回 広域系統整備委員会
資料2 (2022年9月21日)

(参考) 2027年度系統混雑想定結果 (混雑系統、混雑量)

6

- 供給信頼度への影響が見込まれるピーク需要断面 (断面Ⅰ、Ⅱ) で混雑が見込まれる設備 (基幹系統で2箇所、ローカル系統で3箇所) は以下の通り。

<基幹系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
九州	220	C線	—	—	—	1081/703	378	火力、風力の連系増加
		D線	—	—	—	754/703	51	風力の連系増加

※ これらの系統混雑により必要設備量がどの程度増加するかの判定は、供給信頼度の評価手法である確率論的必要供給予備力算定 (EUE算定) を踏まえる必要がある。(この混雑見通しを前提としたEUE評価における影響量については「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」にて示す予定。)

<ローカル系統>

エリア	電圧 [kV]	設備名称	断面Ⅰ：昼間ピーク需要断面			断面Ⅱ：点灯ピーク需要断面		
			想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)	想定潮流/ 運用容量 [MW]	混雑量 [MW]	主な混雑要因 (現在との差分)
北海道	66	I線	42/33	9	風力の連系増加	42/33	9	風力の連系増加
		J線	62/58	4	太陽光の連系増加	—	—	—
東京	66	K線	56/47	9	太陽光の連系増加	—	—	—

※ ローカル系統で混雑が予想される3設備の潮流増加要因 (今後連系予定の電源) は、全て再エネ (風力・太陽光) 電源北海道エリアでは最大13MW、東京エリアでは最大9MWの混雑が見込まれるが、これは年間最大需要に対してそれぞれ0.26%, 0.017%に相当する。

系統混雑への対策見通しとノンファーム電源の取扱い

- 系統混雑への対策としては、混雑状況を考慮した供給信頼度評価の導入や継続的な系統増強の取り組み、既存の措置を含む制度設計全体の中での立地誘導インセンティブの検討が挙げられる。
 - ✓ 現状の供給信頼度評価では混雑状況を考慮できていないが、中長期的には混雑影響も考慮した供給信頼度評価を行うことも考えられる。そうすれば、例えば容量市場で確保済みの供給力のような特定の供給力のラインナップを前提に供給信頼度基準を満たすために必要な、特定地点での追加調達必要量を把握できる可能性がある。
 - ✓ また、追加調達時に適切な場所で供給力が調達できるとは限らないことも踏まえると、費用便益が見込まれる場合における継続的な系統増強の取り組みは重要と考えられる。
 - ✓ これまでの制度設計のなかでも、発電側課金等の仕組みのように混雑解消に資する立地誘導インセンティブが働いているケースもある。立地誘導インセンティブの手段については、全体的な制度設計の中で引き続き検討を進めていくことも想定される。
- 2029年度を対象とした混雑想定結果は2028年度よりも増加している断面もあるものの、これらの系統混雑への対策が将来的に進む可能性を踏まえ、2029年度実需給向けメインオークションにおいても、引き続きノンファーム型接続が適用される電源について現行の条件による参加を制限するものではないと整理することとしてはどうか。
- また、系統混雑への対策を進める方向性は今後も変わらないことが想定されるため、基本的な方向性としては2029年度に限らず今後の容量オークションについても現行の条件による参加を制限しないこととしてはどうか。ただし、系統混雑想定はこれまで通り継続的に確認し、全体的な制度設計の中で必要に応じて対策を検討することとしてはどうか。

【参考】 供給信頼度評価における地内系統混雑反映の必要性や現状の取組

第102回 調整力及び需給バランス評価等に関する
委員会 資料3（2024年10月23日）

＜④地内系統混雑の扱い＞ 供給信頼度評価における地内系統混雑の反映の必要性

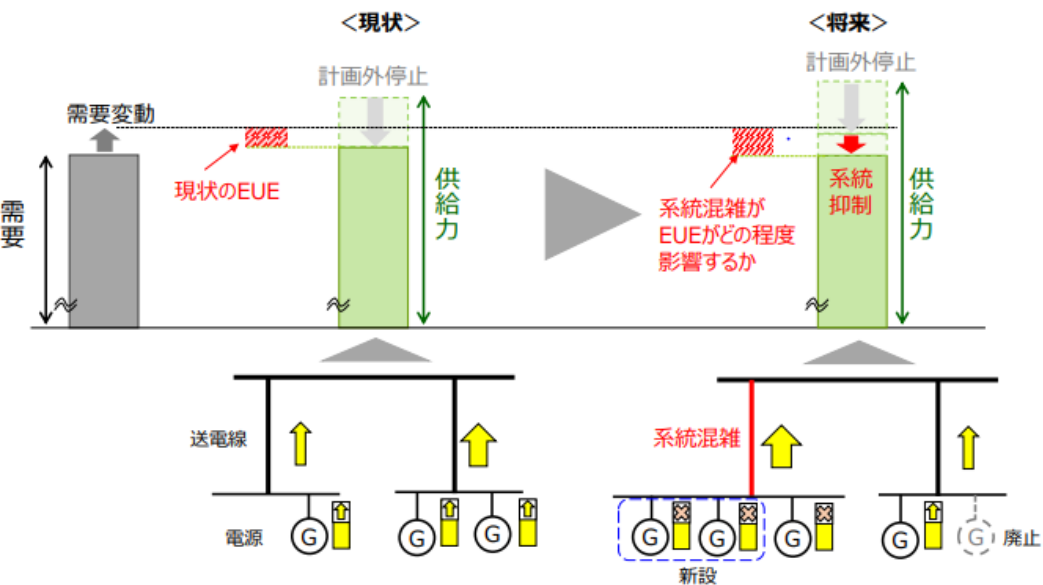
23

- 従来においては地内系統で混雑が生じていなかったため、地域間連系線のみに運用容量の制約（発電の制約）を設けて供給信頼度評価を行っていた。
- 他方で、今後は地内系統においても系統混雑が発生することになるため、系統混雑による出力抑制も考慮した供給信頼度評価を行えるような環境整備が必要であると考えられる。

＜④地内系統混雑の扱い＞ 海外の供給信頼度評価の手法・ツールの状況

26

- 海外の供給信頼度評価手法の概要は以下の通りであり、たとえば、オーストラリア（AEMO）では地内系統の混雑状況を踏まえた供給信頼度評価を行えるツールを用いている。
- これら諸外国の状況を参考に、日本の供給信頼度評価における具体的な系統混雑の評価方法について、技術検討を進めているところ。



海外の供給信頼度評価ツール

	日本	PJM	CAISO	AEMO	ENTSO-E
供給信頼度 評価指標	EUE※1	LOLE※2	MUCM※3	EUE※1	LOLE※2・EUE※1 (国による)
評価ツール	必要予備力 算定ツール	PRISM	PLEXOS	PLEXOS	PLEXOS・BID3 など
評価期間	年間8760時間 (1時間単位)	年間8760時間 (各週の最大時)	夏季4か月 (1時間単位)	年間8760時間 (30分単位)	年間8760時間 (1時間単位)
供給信頼度評価 における地内混雑	未考慮	未考慮	未考慮	考慮	考慮

※1 Expected Unserved Energy：1年間の供給力不足量の平均値
※2 Loss of Load Expectation：1年間の供給力不足時間の平均値
※3 Minimum Unloaded Capacity Margin：最小予備力に相当



【参考】 広域連系系統(*)のあるべき姿の実現に向けた検討概要

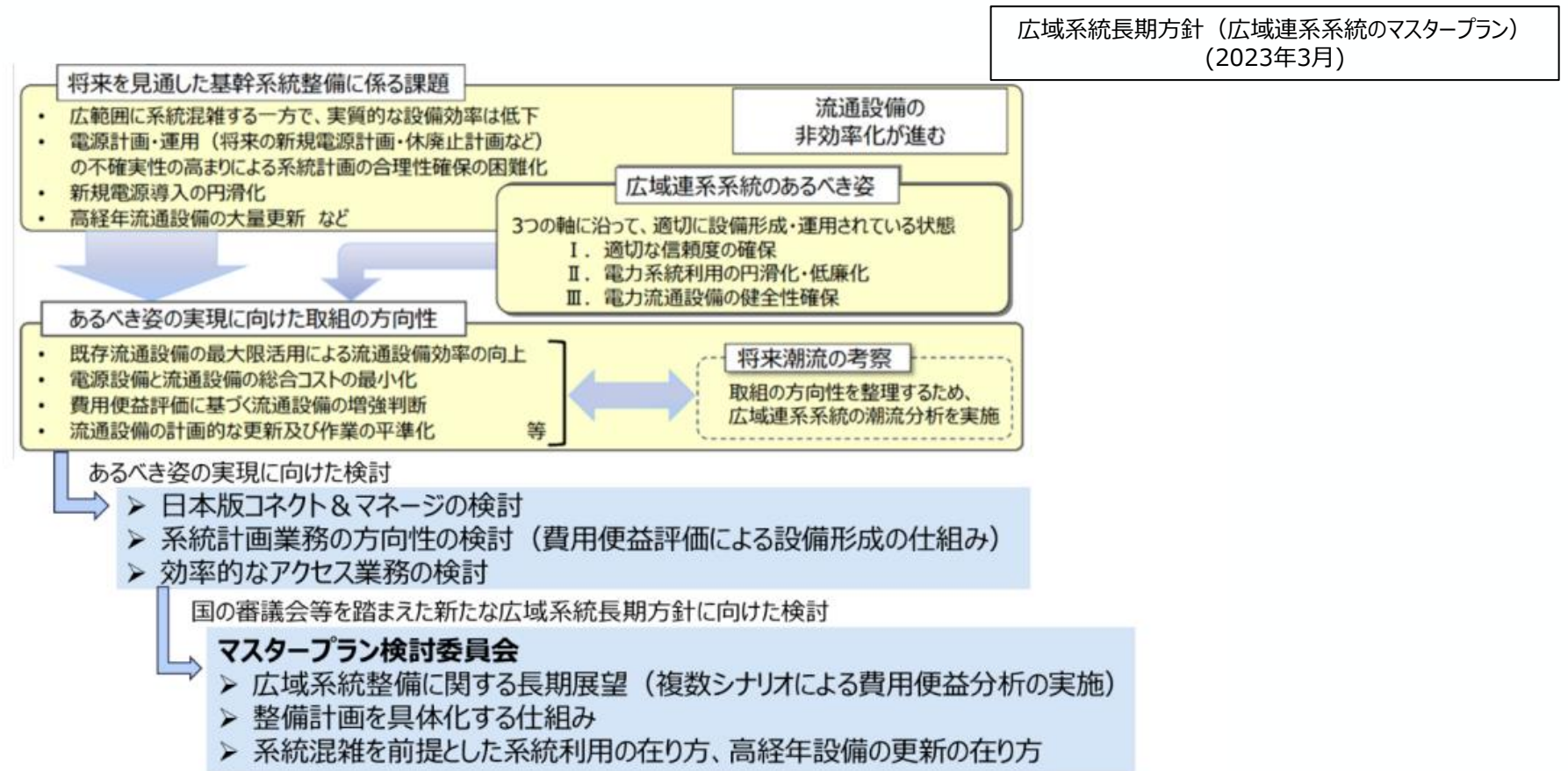


図 1 広域連系系統のあるべき姿の実現に向けた検討概要

*広域連系系統とは、次のアからエに掲げるものをいう。（広域系統長期方針[広域連系系統のマスタープラン]から抜粋）

ア 連系線

イ 地内基幹送電線

ウ 一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧から2階級（一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧が250キロボルト未満のときは最上位電圧）の母線

エ 一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧から2階級を連系する変圧器（一般送配電事業者たる会員の供給区域内の最上位電圧が250キロボルト未満のときは対象外。）

【参考】立地誘導インセンティブの例 発電側課金

第83回 広域系統整備委員会
資料3 (2024年9月10日)

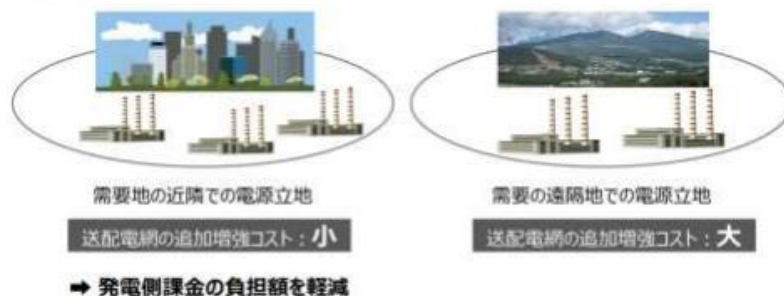
(参考) 発電側課金による立地誘導インセンティブ

- 発電側課金では、需要地近傍等の送配電網の追加増強コストが小さいと考えられる地域に立地している電源に対して、発電側課金の負担額を軽減する措置が講じられることとなり、これによって、**電源に対してある程度立地誘導インセンティブが働くことが期待**される。
- なお、10kW未満の小規模電源（住宅用太陽光発電等）は当面の間対象外とされており、加えて、再エネの導入拡大を妨げないという観点から、FIT電源などにも優遇措置が設けられているため、これらの**再エネ電源には立地誘導インセンティブは働かない**と考えられる。

送配電関連費用に与える影響に応じたインセンティブ設計

- 電源の需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源については、送配電関連費用に与える影響に応じて、発電側課金の負担額を軽減する措置を講じることと整理している。これにより、発電側に関連した送配電関連費用を抑制することが期待される。

<イメージ>



6

① 課金対象

- 発電側課金については、**系統に接続し、かつ、系統側に逆潮流させている電源全てを課金対象とすることを基本**とする。ただし、系統側への逆潮流が10kW未満と小規模な場合は、当分の間、課金対象外とする。
- 発電側課金の導入が再エネの最大限の導入を妨げないよう、FIT電源等の取扱いについて、資源エネルギー庁の審議会において整理がなされた。既認定FIT/FIPについては、調達期間等が終了してから発電側課金の対象にすること、また、新規FIT/FIPについては、調達価格等の算定において考慮し、非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫（相対契約等）の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うこととされた。

発電側課金の対象に関する基本的な考え方



系統に接続し、かつ、系統側に逆潮流させている電源全てを課金対象とする

ただし、以下については課金対象外



系統側への逆潮流が10kW未満の電源

調達期間等内の既認定FIT/FIP

9

【参考】立地誘導インセンティブの例 FIP電源と出力制御

第83回 広域系統整備委員会
資料3 (2024年9月10日)

(参考) 再給電方式 (一定の順序) による立地誘導インセンティブ

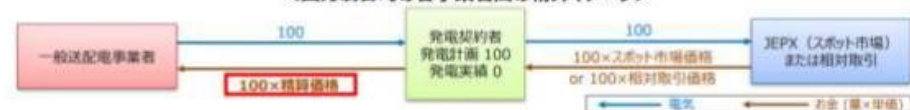
- 現在、地内基幹系統の混雑に対しては再給電方式 (一定の順序) が導入されているが、基幹系統の混雑処理費用は一般負担と整理されているため、制御対象である基幹系統およびローカル系統の電源に対しては基本的に立地誘導インセンティブは働かないと考えられる。
- ただし、ノンファーム型接続の再エネ電源のうちFIP電源は、混雑処理費用自体は一般負担となるものの、出力制御により発電量が減少するため、電気供給量×プレミアム単価で得られるはずであったプレミアムが交付されない。
- このため、ノンファーム型接続の再エネ電源に対してはある程度の立地誘導インセンティブが働くものと考えられる。

基幹系統の混雑管理について ～出力制御時の精算～

25

- 混雑系統での出力制御の対象となる電源は、一般送配電事業者に出力制御された場合の精算単価を登録する必要があります。(調整電源については、調整力に関する契約をしているため不要です。)
- ファーム型接続の非調整電源 (詳細はP20参照) は、需給調整市場ガイドラインで示された以下の式に基づき、出力制御時の精算に関する契約をしていただきます。
$$\text{出力制御時の精算単価} \geq \text{当該電源等の限界費用} - \text{一定額}$$
$$\text{一定額} = \text{限界費用} \times \text{一定割合}$$
- ノンファーム電源については、スポット市場価格にて出力制御時の精算を行うことを基本とします。
- 出力制御時は、出力制御量と出力制御時の精算単価に基づき、一般送配電事業者に精算していただきます。

<出力制御時の各事業者間の精算イメージ>



<出力制御時の精算単価>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続 ^{※5}
調整電源	調整単価 (限界費用ベース)	調整単価 (限界費用ベース)
非調整電源	給電指令時補給単価 (限界費用ベース)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)
	自然変動電源、長期固定電源 ^{※3} 、バイオマス電源 ^{※4} (再燃、地域資源)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)

※1 再燃バイオマス電源^{※4}、固定式発電機を含む

※2 系統充電しない併設常備発電機の場合は併設発電設備と同等に扱う

※3 長期固定電源：水力 (固定式を除く)・原子力・地熱

※4 ファーム型接続のFIT電源は原則出力制御なし (P54参照) のため、上記に加えてファーム型接続でFITの再燃バイオマス電源についても原則出力制御なし

※5 出力制御対象のファーム電源およびノンファーム電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合を除く

※6 東北北部エリア電源接続案件プロセスで実施した暫定ノンファーム型接続 (入札対象工事着完了後は系統を制約なしに利用できるファーム型接続が、混雑時の出力制限を回避し、入札対象工事着完了前に接続するシステム) を含む

【参考】立地誘導インセンティブの例 ローカル系統連系と出力制御

第83回 広域系統整備委員会
資料3 (2024年9月10日)

(参考) 再給電方式(一定の順序)の出力制御順に基づく一律制御(計画変更)による立地誘導インセンティブ

10

- ローカル系統の系統混雑に対しては、ノンファーム電源の制御は無補償で行うこととしているため、一律制御が行われた際には、発電契約者は、発電計画を出力制御値にあわせて変更することと整理されている。
- このように、**混雑処理費用が特定(事業者)負担となることから、ローカル系統に連系するノンファーム電源(調整電源除く)に対してある程度の立地誘導インセンティブは働く**と考えられる。

(1) 制御対象・制御方法

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源(以降ノンファーム電源)のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源(火力等)が接続する系統では、基幹系統と同様、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会決定した基幹系統の再給電方式(一定の順序)と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統(ただし、低圧10kW未満除く)に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式(一定の順序)による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源(太陽光、風力)の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源の出力制御	一律

【出所】広域機関：2023年12月再給電方式(一定の順序)の導入について(2022年7月29日)一筆修正

6

【参考】立地誘導インセンティブの例 需給調整市場の約定ΔkW費用

第83回 広域系統整備委員会
資料3 (2024年9月10日)

(参考) 需給調整市場における系統混雑に伴う代替 ΔkWの確保

- 需給調整市場では、系統混雑の影響により約定したΔkW価値が発揮できない場合、代わりとなる調整力（代替ΔkW）を確保する必要がある。
- この場合、**約定ΔkW費用は特定負担**、代替ΔkW費用は一般負担とする方法（下図における対応案C）が整理されており、事業者から見れば約定ΔkW費用を受け取れないため、混雑系統内の電源に対し、ある程度の立地誘導インセンティブが働くと考えられる。

対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替ΔkWの費用を負担する必要はないものの、約定ΔkWの費用は受け取れないため、**ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる。**
- 約定費用が受領できないため、**案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、差額負担が発生する案Aより高いと考えられる。**
- 社会費用は、代替ΔkWの価値が反映されることとなる。

<案Cのイメージ>

<各論点への対応方針>

① 代替ΔkW確保主体	一般送配電事業者
② 約定ΔkWの費用	支払わない (特定負担)
③ 代替ΔkWの費用負担	一般送配電事業者 (一般負担)

<各事業者の費用負担>

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定ΔkW	0円	0円	—
代替ΔkW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

約定ΔkWと代替ΔkWの費用負担を踏まえた対応方針について

- 電源の立地誘導インセンティブや、発電事業者の売入札インセンティブ、社会費用の増減等を踏まえれば、一定程度立地誘導インセンティブも働き、発電事業者の売入札インセンティブも案Aほど低くはない、**案Cが最も望ましいと考えられるか。**
- 社会費用については、混雑によって約定ΔkWの価値から代替ΔkWの価値へ増加することとなるが、その点は混雑の結果を反映したものであるとも考えられる。
- 本整理は、需給調整市場の全商品の取引が開始され、かつローカル系統の混雑発生が見込まれる2024年度から、適用することとしたい。また、案Cをもとに対応する場合の実務面についても、引き続き確認することとしたい。
- あわせて、**事業者の予測性を高めるような情報開示策を進めることが重要**であると考えられる。また、将来的な市場主導型の導入等、引き続き検討を進めていく必要がある。

<費用負担の対応案>

	案A	案B	案C
※開田議論時の案	案2	案3	
① 代替ΔkW確保主体	一般送配電事業者	一般送配電事業者	一般送配電事業者
② 約定ΔkWの費用	支払う (一般負担)	支払う (一般負担)	支払わない (特定負担)
③ 代替ΔkWの費用負担	発電事業者 (特定負担)	一般送配電事業者 (一般負担)	一般送配電事業者 (一般負担)
立地誘導インセンティブ	高い	低い	中程度
売手の入札インセンティブ	低い	高い	中程度
社会費用	▲50円	▲110円	▲60円

ノンファーム電源の取扱い

**追加オークションの実施判断までに行われた市場退出ペナル
ティの取扱い**

供給信頼度未達時に市場退出ペナルティ減免を行わない措置の適用時期・方法

- 前回の制度検討作業部会において、調達オークション^(※1)開催後に供給信頼度基準を満たしていないエリアでは市場退出ペナルティの減免を行わない措置（以降、「本措置」という。）を行う方向性を提示し、既に容量確保契約を締結した事業者への配慮が必要という御意見をいただくと同時に、一定の御賛同もいただいた。具体的な適用時期については引き続き検討することとしていた。
- 現在のペナルティ減免の取扱いでは、約定処理の結果として供給信頼度基準未達であっても、事業者によっては市場退出により供給信頼度の低下に影響を与えつつ、応札価格を低くしてペナルティの減免を誘発するインセンティブが働く場合も考えられる。安易な市場退出を助長し、供給力確保の働きを阻害する可能性がある。
- また、現在のペナルティ減免の取扱いは、あくまでも偶発的に起こる供給力の充足や約定価格の低さがきっかけとなるもので、事業者が得る利益について予見性を持つことは想定されていない。
- 容量確保契約約款には制度趣旨の明確化等の理由により変更されることがある旨が規定されている。これらを踏まえ、できるだけ早く本措置を適用することが適切ではないか。
- 一方、既にオークションが開催された年度のうち、実需給2025年度までは調達オークションの不開催や約定価格の低さにより、市場退出ペナルティの減免金額まで確定している。また、実需給2026年度以降で既に市場退出が行われた供給力は、本措置の後に市場退出を撤回するといった意思決定の変更ができない。これらのケースについては、本措置を適用した場合における容量提供事業者の不利益であり、配慮することが望ましいのではないか。
- 本措置を速やかに行う観点、及び事業者の不利益を抑止する観点の双方を踏まえ、本措置の適用は実需給2026年度以降を対象としつつ、今後最も早い時期に行う容量確保契約約款の改訂^(※2)までに市場退出を行った供給力については本措置を適用しないこととしてはどうか。

*1：追加オークションは供給力を調達する「調達オークション」と供給力をリリースする「リリースオークション」に大別される。

*2：容量確保契約約款の改訂は、電力広域的運営推進機関による意見募集を経て行われる。

【参考】市場退出ペナルティの取扱いに関する前回の御議論

第96回 制度検討作業部会
資料6 (2024年9月27日)

追加オークションの実施判断までに行われた市場退出ペナルティの取扱い

- 追加オークションの実施判断前に設けられた確認期限日までに行われた市場退出は、調達オークション(*)が開催されない場合や調達オークションの約定価格がメインオークションの約定価格と比べて一定程度低いエリアでは市場退出ペナルティが減免されることになっている。
- この取扱いは、市場退出分の供給力を除いても十分な供給力が相対的に小さい調達コストで確保され、供給力の過剰調達に繋がらない場合にはペナルティを課す必要が無いという前提に基づく。
- 一方、2025年度実需給向け調達オークションのように、調達オークション開催後であっても供給信頼度基準を満たすことができているケースが発生する可能性がある。
- そのため、今後は、市場退出が調達オークションの実施判断前に設けられた確認期限日までに行われた場合であっても、調達オークション開催後に供給信頼度基準を満たしていないエリアでは市場退出ペナルティの減免は行わないこととしてはどうか。
- また、適用時期の決定にあたっては、メインオークション開催済の場合は、当時の入札条件で入札した事業者への配慮が重要である一方、市場退出ペナルティ減免の前提が供給信頼度の充足にあるという制度趣旨を適時に反映することも重要ではないか。具体的な適用時期については、これらの観点も踏まえて引き続き検討することとしてはどうか。

※:追加オークションは供給力を調達する「調達オークション」と供給力をリリースする「リリースオークション」に大別される。

【参考】容量確保契約約款における市場退出ペナルティの取扱い検討箇所（前回資料から再掲）

容量確保契約約款(2024年7月)

第13条 市場退出時の経済的ペナルティ

1. 本機関は、契約電源の全部または一部が第12条に示す市場退出をした場合、当該電源等にかかる容量提供事業者に対し、以下の各号のいずれかに定める経済的ペナルティを科します。

- ① 市場退出が、追加オークションの実施判断に必要な容量確保契約の変更または解約の確認期限日までの場合

$$\text{経済的ペナルティ}^{\ast 1} = \text{市場退出した電源等の容量} \times \text{契約単価}^{\ast 2} \times 5\%$$

- ② 市場退出が、上記確認期限日の翌日以降の場合

$$\text{経済的ペナルティ}^{\ast 1} = \text{市場退出した電源等の容量} \times \text{契約単価}^{\ast 2} \times 10\%$$

※1：経済的ペナルティの金額は円未満を切り捨て

※2：容量確保契約金額を契約容量で除したもの

2. 前項第1号で科した経済的ペナルティは、以下の各号に該当する場合に返金を行います。

- ① 各エリアにおいて、調達オークションが開催されなかった場合

$$\text{返金額} = \text{市場退出時の経済的ペナルティの全額}$$

- ② 各エリアにおいて、調達オークションが開催され、調達オークションの当該エリアの約定価格がメインオークションの当該エリアの約定価格以下となった場合

$$\text{返金額} = \text{市場退出時の経済的ペナルティの全額}$$

- ③ 各エリアにおいて、調達オークションが開催され、調達オークションの当該エリアの約定価格が、メインオークションの当該エリアの約定価格×105%未満となった場合

$$\begin{aligned} \text{返金額} = & \text{市場退出時の経済的ペナルティの全額} - \text{市場退出した電源等の容量} \\ & \times (\text{調達オークションの当該エリアの約定価格} \\ & - \text{メインオークションの当該エリアの約定価格}) \end{aligned}$$

追加オークション開催後に供給信頼度基準を満たさないエリアにおいては、不適用とする方向性で検討。